

PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA INDUSTRIAL



ESTUDIO DE SISTEMAS PROTECTIVOS EN REDES ELÉCTRICAS EN ALTA TENSIÓN. ESTUDIO Y MEJORA DE PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS DE INCIDENTES

MENCIÓN: SISTEMAS ELÉCTRICOS

AUTOR

VÍCTOR MANUEL PERALES GRACIA

DIRECTOR

FRANCISCO JAVIER GRACIA GÓMEZ

PONENTE

MIGUEL GARCÍA GRACIA

Zaragoza, Julio 2011



Endesa Distribución Eléctrica, S.L.

Departamento de Protecciones y Telecontrol



**Universidad
Zaragoza**

Departamento de Ingeniería Eléctrica

UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA

Agradecimientos

Deseo expresar mi gratitud a todas las persona que han hecho posible la consecución de este trabajo Proyecto Fin de Carrera gracias a su colaboración.

En primer lugar quisiera agradecer a Francisco Javier Gracia y Jesús Nievas por su apoyo, consejo e interés mostrado a lo largo de la realización de este proyecto. Quisiera agradecer a mi ponente de proyecto, Miguel García, sin cuya ayuda no habría sido posible la realización del proyecto.

De igual forma quiero expresar mi agradecimiento al personal de ENDESA - Aragón Subestaciones Aragón, por los medios que me han proporcionado para la ejecución de este proyecto.

Quisiera expresar mi gratitud a mi madre M^a Carmen, con su apoyo en cualquier momento no hubiera sido capaz de terminar mi etapa universitaria, y a mi tío Antonio por su presencia en los momentos más duros en los últimos años.

De igual manera agradecer a mis amigos su ayuda en los momentos difíciles para poder superarlos y llegar al día de hoy.

Por último, acordarme de mi padre, de su ilusión.

A todos ellos, gracias

ESTUDIO DE SISTEMAS PROTECTIVOS EN REDES ELÉCTRICAS EN ALTA TENSIÓN. ESTUDIO Y MEJORA DE PROCEDIMIENTOS PARA EL ANÁLISIS DE INCIDENTES

RESUMEN

El presente Proyecto Fin de Carrera se centra en la optimización del análisis de incidentes dentro de Endesa – Aragón, empresa donde se ha enmarcado la realización de dicho proyecto. Además, el presente proyecto contempla una inicial visión de las perturbaciones existentes en la red eléctrica, sistemas de protección utilizados en Endesa – Aragón para eliminar y/o minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de faltas que pueden producirse.

Las redes eléctricas están sujetas a perturbaciones que provocan falta de suministro de energía eléctrica a los usuarios. La peligrosidad de los diferentes tipos perturbaciones condicionan las instalaciones eléctricas.

Los sistemas de protecciones están destinados a minimizar los efectos de las perturbaciones sobre las redes eléctricas. Las actuaciones de dichos sistemas de protección han de analizarse para evaluar su correcto o incorrecto comportamiento, determinar las causas del mal comportamiento, en su caso, y proponer las medidas correctivas.

Los registros de eventos y oscilografía que registran las actuales protecciones digitales ofrecen una gran ayuda para el análisis de su comportamiento. La oscilografía es un método que registra el relé de protección la falta que ha provocado su actuación. Mediante el análisis de oscilografía se consigue la identificación de anomalías en relés de protección.

La tipificación de la oscilografía facilita la identificación del incidente. En este proyecto se ha creado una librería tipificada de faltas para su uso en el análisis de incidente y poder identificar el tipo de falta a simple vista de un oscilo.

Las empresas eléctricas, y en Endesa en concreto, dispone de un área que incluye la responsabilidad del análisis de incidentes. Es necesario de disponer de las herramientas y procedimientos adecuados y optimizados para el registro, análisis y seguimiento de los incidentes. Las herramientas de apoyo desarrolladas en este proyecto permiten optimizar el tiempo dedicada al análisis de incidentes.

MEMORIA.....	11
Capítulo 1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DE PROYECTO	1
1.2. LÍNEAS GENERALES	2
1.3. OBJETIVOS Y ALCANCE	2
1.4. DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO	3
Capítulo 2. TIPOS DE CORTOCIRCUITOS EN ALTA TENSIÓN	5
2.1. DEFINICIÓN	5
2.2. TIPOS DE CORTOCIRCUITOS	5
2.3. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS	8
Capítulo 3. SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN ENDESA - ARAGÓN	9
3.1. DESCRIPCIÓN.....	9
3.2. CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN	10
3.3. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN	11
3.4. FUNCIONES DE PROTECCIÓN	12
3.4.1. Protección distancia	12
3.4.2. Protección de sobreintensidad no direccional	12
3.4.3. Protección de sobreintensidad direccional	13
3.4.4. Protección diferencial longitudinal	13
3.4.5. Protección diferencial de transformador	13
3.4.6. Protección diferencial de barras	13
3.4.7. Protección de sobretensión y subtenSIÓN	14
3.4.8. Protección de frecuencia	14
3.4.9. Automatismo de reenganchador	14
3.4.10. Automatismo de sincronismo	14
3.4.11. Codificación de protecciones	14
3.5. CRITERIOS DE ACTUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN LA RED ALTA TENSIÓN ENDESA	15
Capítulo 4. ANÁLISIS DE INCIDENTES ELÉCTRICOS EN ALTA TENSIÓN	17
4.1. NECESIDAD DEL ANÁLISIS DE INCIDENCIAS.....	17
4.2. ESQUEMA FUNCIONAL DE ANÁLISIS DE INCIDENTES.....	18
4.3. INFORMACIÓN DE REFERENCIA EN EL ANÁLISIS DE INCIDENTES	21
4.3.1. Red estable	21
4.3.2. Telecontrol	21
4.3.3. Sistema de Gestión de Protecciones (SGP)	25
4.3.4. Base de datos de ajustes de protecciones	27
4.3.5. Base de datos incidentes históricos	27
4.3.6. Información local de protecciones	27
Capítulo 5. HERRAMIENTAS DE APOYO AL ANÁLISIS DE INCIDENTES	29
5.1. INTRODUCCIÓN	29
5.2. PLANTILLA DATOS PI	29
5.3. PLANTILLA GENERACIÓN INFORME DE INCIDENTE	31
5.4. HISTÓRICO DE INCIDENTES	31
5.5. HISTÓRICO OSCILOS	32
5.6. LIBRERÍA TIPIFICADA DE FALTAS	32

Capítulo 6. CONCLUSIONES	33
6.1. CONCLUSIONES.....	33
6.2. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO REALIZADO	34
6.3. LÍNEAS FUTURAS.....	35
 LISTA DE FIGURAS	39
 LISTA DE TABLAS	41
 BIBLIOGRAFÍA	43

MEMORIA

Estudio de sistemas protectivos en redes eléctricas en Alta Tensión. Estudio y mejora de procedimientos para el análisis de incidencias

Capítulo 1.

INTRODUCCIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DE PROYECTO

El presente Proyecto Fin de Carrera se ha desarrollado de forma complementaria a una beca de formación en el Departamento de Subestaciones Eléctricas de la empresa Endesa Distribución Eléctrica, S.L., estando la dirección del mismo Francisco Javier Gracia Gómez, responsable de Protecciones y Telecontrol Aragón. Dicha beca se enmarca en el Convenio de Cooperación Educativa entre Endesa y la Fundación Circe.

Endesa S.A. es la mayor empresa eléctrica de España y la primera compañía eléctrica privada de Iberoamérica. Es un operador eléctrico relevante en el marco europeo mediterráneo. Además, tiene una presencia creciente en el mercado español de gas natural.

Debido a exigencias legislativas ENDESA España y Portugal está integrada por varias sociedades jurídicamente independientes: Endesa Generación, Endesa Distribución, Endesa Energía y Endesa Servicios. Endesa Distribución Eléctrica, S.L. asume las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.

La calidad del suministro de energía eléctrica es un tema de interés dentro de Endesa Distribución Eléctrica. La continuidad de suministro conlleva una buena calidad de suministro. Por esta razón, el estudio de los incidentes que se producen en los Sistemas Eléctricos de Potencia es esencial dentro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.

Este proyecto se centra en el estudio de los sistemas de protección dentro de la red eléctrica, y en especial, la red eléctrica en Aragón, así como en el estudio de los procedimientos en el análisis de incidentes en la red de Alta Tensión.

1.2. LÍNEAS GENERALES

Los sistemas eléctricos de potencia son los encargados de generar, transportar y distribuir la energía eléctrica. La principal función de un sistema eléctrico de potencia es suministrar la energía eléctrica de forma continua y con calidad de suministro a todos los usuarios.

La calidad del servicio de energía eléctrica se refiere a que la energía eléctrica se mantenga unos parámetros dentro de unas condiciones adecuadas para su consumo final. Estos parámetros son los valores de onda, frecuencia, equilibrio, contenido armónicos.

Un incidente significa la falta de suministro eléctrico estable durante un determinado tiempo. Las compañías distribuidoras deben garantizar un suministro de calidad de energía eléctrica a sus clientes por lo que el estudio de incidentes es imprescindible para su mejora.

Los sistemas eléctricos de potencia necesitan de sistemas de protección para intentar minimizar los efectos que causan los incidentes. Normalmente estos incidentes son provocados por faltas eléctricas (cortocircuitos) que pueden provocar intensidades varias veces la intensidad nominal del sistema, llegando a ser del orden de kA. Estas altas intensidades pueden ocasionar defectos en las instalaciones eléctricas de la red.

Los sistemas de protección son los encargados de detectar y aislar las faltas eléctricas con el fin de daños causados por las faltas.

1.3. OBJETIVOS Y ALCANCE

El presente Proyecto Fin de Carrera contempla una inicial visión de las perturbaciones existentes en la red de Alta Tensión y de los sistemas de protección que se usan para eliminarlas y/o minimizar sus efectos sobre la red.

A continuación se detallan los objetivos del Proyecto Fin de Carrera son los siguientes:

- Estudio de tipos de perturbaciones en Sistemas Eléctricos de Potencia y de los Sistemas de Protección en las redes eléctricas de Alta Tensión. La identificación de la perturbación que provoca la actuación de un sistema de protección es necesaria para el análisis del incidente.
- Estudio de los sistemas de protección en redes eléctricas de Alta Tensión, y en especial, en la Red de Alta Tensión de Endesa – Aragón. Conocer los sistemas de protección instalados en las subestaciones eléctricas permite corregir cualquier anomalía que se presenten en ellos.

- Estudio de herramientas y procedimientos para el análisis de incidentes eléctricos. Realización de un procedimiento para el análisis de incidentes.
- Propuestas de mejora y desarrollo de herramientas para el análisis de incidentes y seguimiento de los históricos.

1.4. DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO

En el primer capítulo se ha realizado la introducción al proyecto donde se presenta el planteamiento y la justificación del proyecto, así como el ámbito en que se ha realizado y se especifican los objetivos a alcanzar en el proyecto.

En el segundo capítulo se aborda los tipos de perturbaciones existentes en las redes eléctricas centrándose en los cortocircuitos. Se explican cada tipo de cortocircuito, así como los valores de sus intensidades aplicando el método de las componentes simétricas.

En el tercer capítulo se exponen los fundamentos de los sistemas de protección. Se detallan las funciones de protección existentes y que se usan en la Red de Alta Tensión de Endesa - Aragón explicando sus principios de operación. Se analiza los criterios de actuación de los sistemas de protección en Endesa para identificar las funciones utilizadas en los sistemas de protección.

En el cuarto capítulo se realiza el estudio y se crea un procedimiento a seguir en el análisis de un incidente dentro de Endesa – Aragón usando los medios disponibles dentro de la empresa.

En el quinto capítulo se describen las herramientas desarrolladas en este proyecto con mejora del procedimiento de análisis de incidentes.

En el sexto capítulo, se exponen las conclusiones obtenidas de este proyecto, presentando la descripción del trabajo realizado y las posibles líneas de trabajo futuras.

A lo largo de la memoria principal se hace referencia a los anexos que se comentan a continuación donde se detalla mucha información que se presenta en la memoria.

En el Anexo 1, se explica el significado de un Sistema de Eléctrico de Potencia identificando sus elementos y partes. Se realiza una descripción detallada de los distintos regímenes de neutro basada analizando los diversos factores por los cuales se rige la adopción de uno u otro. Se realiza una descripción de los diferentes embarrados que se tiene en la configuración de un subestación analizando las ventajas y desventajas de cada opción.

En el Anexo 2, se detallan los tipos de perturbaciones existentes en un sistema eléctrico de potencia, analizando en detalle los tipos de cortocircuitos. Se aplica el modelo de las componentes simétricas al cálculo de los diferentes tipos de cortocircuitos.

En el Anexo 3, se describe las características de un sistema de protección y se detallan los principios de funcionamiento de las funciones y automatismos de un sistema de protección.

En el Anexo 4, se describen los parámetros de ajuste básicos, así como se detallan los esquemas simplificados lógicos de actuación de cada función y automatismo de protección.

En el Anexo 5, se explica el método de análisis de una onda mediante oscilografía. Se comentan los dos programas informáticos que se utilizan para la visualización de oscilos, y se adjuntan las tablas de las descripciones de las señales de los oscilos registrados por los relés que se usan en Endesa - Aragón.

El Anexo 6, se detalla una librería tipificada de faltas eléctricas que facilita el análisis de incidentes, desarrollada en este proyecto.

En el Anexo 7, se muestra un ejemplo de un caso real de la aplicación del procedimiento de análisis de incidentes.

Capítulo 2.

TIPOS DE CORTOCIRCUITOS EN ALTA TENSION

2.1. DEFINICIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (Anexo 1), aún estando adecuadamente diseñados, mantenidos y explotados, están expuestos a la acción de agentes atmosféricos, fallos de material y errores humanos que producen disturbios en la red no siempre previsibles.

Un *cortocircuito* consiste en una conexión, accidental o intencionada, de relativamente baja resistencia o impedancia, entre dos o más puntos de un circuito que están normalmente a tensiones diferentes. La intensidad que circula por el circuito se denomina corriente de cortocircuito (I_{cc}) y debe calcularse en los diferentes niveles de la instalación, para poder determinar las características del material que deberá soportar o cortar la corriente de defecto.

Las consecuencias que pueden provocar un cortocircuito pueden ser graves (rotura de elementos eléctricos,...) e imprevisibles obligando a un constante estudio y mejora de los dispositivos de protección destinados a ellos.

2.2. TIPOS DE CORTOCIRCUITOS

Los tipos de faltas existentes en un Sistema Eléctrico de Potencia pueden dividirse en dos grandes grupos: faltas serie o faltas en paralelo.

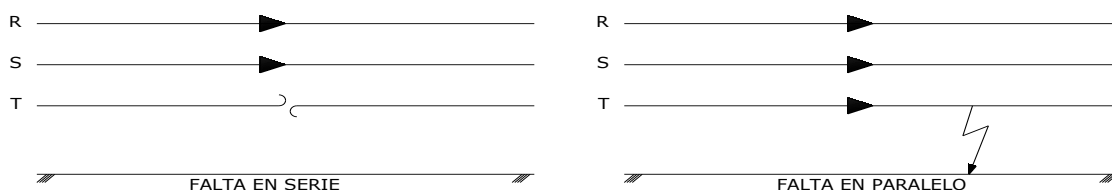


Figura 2.1. Faltas serie o faltas en paralelo

Las faltas serie generalmente van asociadas a la ruptura de conductores, ya que crean un desequilibrio de fases. Se llaman faltas paralelo a la conexión entre fases o, una o más fases con tierra. A las faltas paralelo se les denomina cortocircuitos.

Dependiendo de las fases afectadas, los cortocircuitos pueden dividirse en trifásico, bifásicos con conexión a tierra, bifásicos sin conexión a tierra y monofásicos.

- *Cortocircuito trifásico:* Conexión de las tres fases del sistema en contacto. Producen las intensidades de cortocircuito más peligrosas debido a su alto valor. Se producen en 5% de los casos originarios.

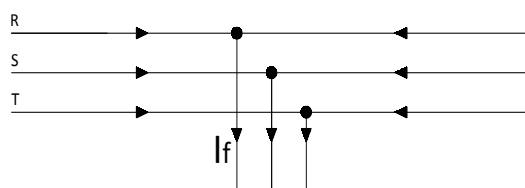


Figura 2.2 Cortocircuito trifásico

- *Cortocircuito bifásico con conexión a tierra:* Conexión de dos de las fases del sistema con tierra. Se producen el 15% (con y sin conexión a tierra) evolucionando generalmente a cortocircuitos trifásico.

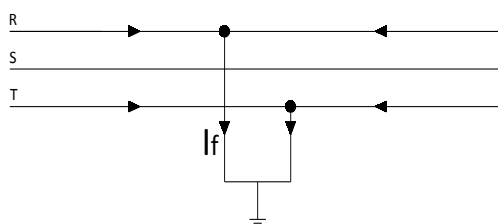


Figura 2.3. Cortocircuito bifásico con conexión a tierra

- *Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra*: Conexión de dos de las fases del sistema. Se producen el 15% (con y sin conexión a tierra) evolucionando generalmente a cortocircuitos trifásico.

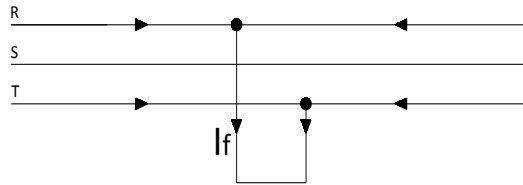


Figura 2.4. Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra

- *Cortocircuito monofásico*: Conexión de una de las fases con tierra. Es el cortocircuito más frecuente. Se producen el 80% de los casos

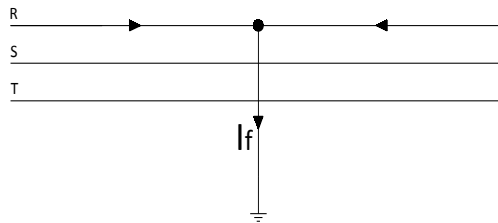


Figura 2.5. Cortocircuito monofásico a tierra

Los cortocircuitos se pueden clasificar en simétricos (equilibrados) y asimétricos (desequilibrados). En las faltas simétricas la corriente de las tres fases del sistema son iguales en el instante del cortocircuito. En las faltas asimétricas las corrientes en las tres fases del sistema no son iguales en el instante del cortocircuito. En el Anexo 2, se explica en detalle los tipos de cortocircuitos.

El cálculo de los cortocircuitos es imprescindible para poder dimensionar los dispositivos de los sistemas de protección debido a los elevados valores de las intensidades de cortocircuitos llegando a ser varias veces la intensidad nominal del sistema.

Para el cálculo de los cortocircuitos es necesario el método de las componentes simétricas. Las tensiones e intensidades en cualquier nudo del sistema pueden ser calculadas a partir de sus componentes simétricas.

Este método se basa en que un sistema trifásico de fasores de tensiones e intensidades puede considerarse como una combinación lineal de las componentes simétricas. Estas componentes son:

- Componentes de secuencia cero o homopolar, consistentes en tres fasores iguales en módulo y argumento. Se representan con el subíndice 0.
- Componentes de secuencia directa o secuencia positiva, consistentes en tres fasores de igual magnitud y desfasados entre sí 120° y con secuencia directa. Se representan con el subíndice 1.

- Componentes de secuencia inversa o secuencia negativa, consistentes en tres fasores de igual magnitud y desfasados entre sí 120°, pero con secuencia inversa. Se representan con el subíndice 2.

2.3. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS

Las tensiones e intensidades en cualquier nudo del sistema eléctrico de potencia, cuando se produce un cortocircuito en un nudo, pueden ser calculadas a partir de sus componentes simétricas. Consiste en desacoplar una red trifásica en tres redes de secuencia más simples que permite cálculos menos complejos que se pueden superponer para obtener los resultados de la red trifásica. Éstas se obtienen, de forma general, utilizando las redes de secuencias interconectadas adecuadamente según el tipo de cortocircuito. En el Anexo 2 se detalla el método de las componentes simétricas así como el cálculo de los distintos tipos de cortocircuitos mediante este método [2].

Los resultados de las intensidades según el tipo de cortocircuitos de sus componentes simétricas son:

Tabla 2.1. Valores de las componentes simétricas según el cortocircuito

	Componentes simétricas	Intensidad de falta
Monofásico	$\bar{I}_1 = \bar{I}_2 = \bar{I}_0$ $\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_{0Th-k} + 3 \cdot \bar{Z}_f}$	$\bar{I}_F = 3 \cdot \bar{I}_0$
Bifásico sin conexión a tierra	$\bar{I}_1 = -\bar{I}_2$ $\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_f}$ $\bar{I}_2 = -\frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k} + \bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_f}$ $\bar{I}_0 = 0$	$\bar{I}_F = \bar{I}_S = -\bar{I}_T$ Supuesta falta entre fases S y T
Bifásico con conexión a tierra	$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\frac{\bar{Z}_{2Th-k} \cdot \bar{Z}_{0Th-k}}{\bar{Z}_{2Th-k} + \bar{Z}_{0Th-k}} + \bar{Z}_{1Th-k}}$ $\bar{I}_2 = \frac{\bar{U}_2}{\bar{Z}_{2Th-k}}$ $\bar{I}_0 = \frac{\bar{U}_0}{\bar{Z}_{0Th-k}}$	$\bar{I}_F = 3 \cdot \bar{I}_0$
Trifásico	$\bar{I}_1 = \frac{\bar{U}_f}{\bar{Z}_{1Th-k}}$ $\bar{I}_2 = 0; \bar{I}_0 = 0$	$\bar{I}_F = \bar{I}_1$

Capítulo 3.

SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN ENDESA-ARAGÓN

3.1. DESCRIPCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) deben estar en todo momento dispuestos para suministrar la energía eléctrica de manera continua.

Podemos considerar un sistema eléctrico de potencia como el conjunto de generadores, transformadores de potencia, líneas eléctricas y cargas que tienen como función la generación, transporte y consumo de energía eléctrica (Anexo1).

La falta de suministro de energía eléctrica, además de tener su repercusión en los usuarios por la calidad de servicio, tiene una repercusión económica importante, tanto más cuanto mayor es la zona afectada y la duración de la falta.

Conseguir que un sistema eléctrico de potencia suministre la energía eléctrica de forma continua se puede conseguir dotando al SEP de sistemas de protección. El diseño de un SEP debe contemplar el hecho de que van a producirse faltas de manera aleatoria e inesperada, por lo que es necesario dotarlo de sistemas de protección que desconecte solamente la parte del sistema en falta, protegiendo esa parte y el resto del sistema de los daños y de las interrupciones de servicio.

La actuación del sistema de protección va encaminada, por tanto, a mantener tanto la calidad como la continuidad del suministro, intentando que ambas características se resientan mínimamente durante el mínimo tiempo posible. (Anexo3)

3.2. CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

Se debe configurar cada función de protección para garantizar el mejor funcionamiento posible del sistema eléctrico en todos los modos de funcionamiento.

La filosofía general de aplicación de los relés y equipos de protección es dividir el SEP en zonas que puedan ser protegidas adecuadamente por equipos apropiados. Las zonas deberán ser desconectadas de la red en un tiempo muy corto, causando la mínima inestabilidad en la parte del sistema que permanezca en servicio. (Figura 3.1)

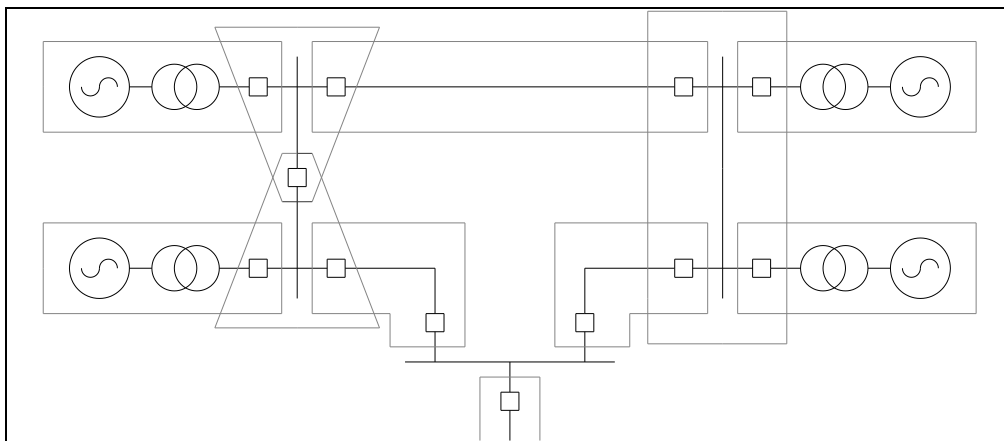


Figura 3.1. Esquema de un sistema dividido en zonas de protecciones primarias

Podemos dividir los equipos de protección que comprenden cada zona en dos tipos:

- *Protecciones primarias*: Son las que actuarían en primer instancia y están diseñadas para desconectar de la red únicamente los elementos en falta.
- *Protecciones de apoyo*: cubren posibles fallos en los propios equipos de las protecciones primarias como los posibles fallos de los interruptores que accionan.
 - *Protecciones de apoyo locales*: Se llaman así a las protecciones de apoyo que se encuentran en la misma subestación que la protección principal.
 - *Protecciones de apoyo remotas*: La protección de apoyo está situada en otra subestación adyacente.

Las protecciones primarias son las que actuarían en primer lugar y están diseñadas para desconectar del sistema únicamente los elementos en falta cuando ésta ocurra. Si la falta no ha sido despejada por la protección primaria deberá actuar la protección de apoyo que en casi todos los casos, para aislar la falta, desconectará una mayor parte del sistema.

En el Anexo 4 puede consultarse con mayor detalle las configuraciones de los sistemas de protección.

3.3. ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

Para definir un sistema de protección es necesario seleccionar los componentes de protección y dotarlos de una estructura adaptada al sistema eléctrico.

En la Figura 3.2 se ilustra los diferentes elementos que constituyen un sistema de protección los cuales se describen a continuación:

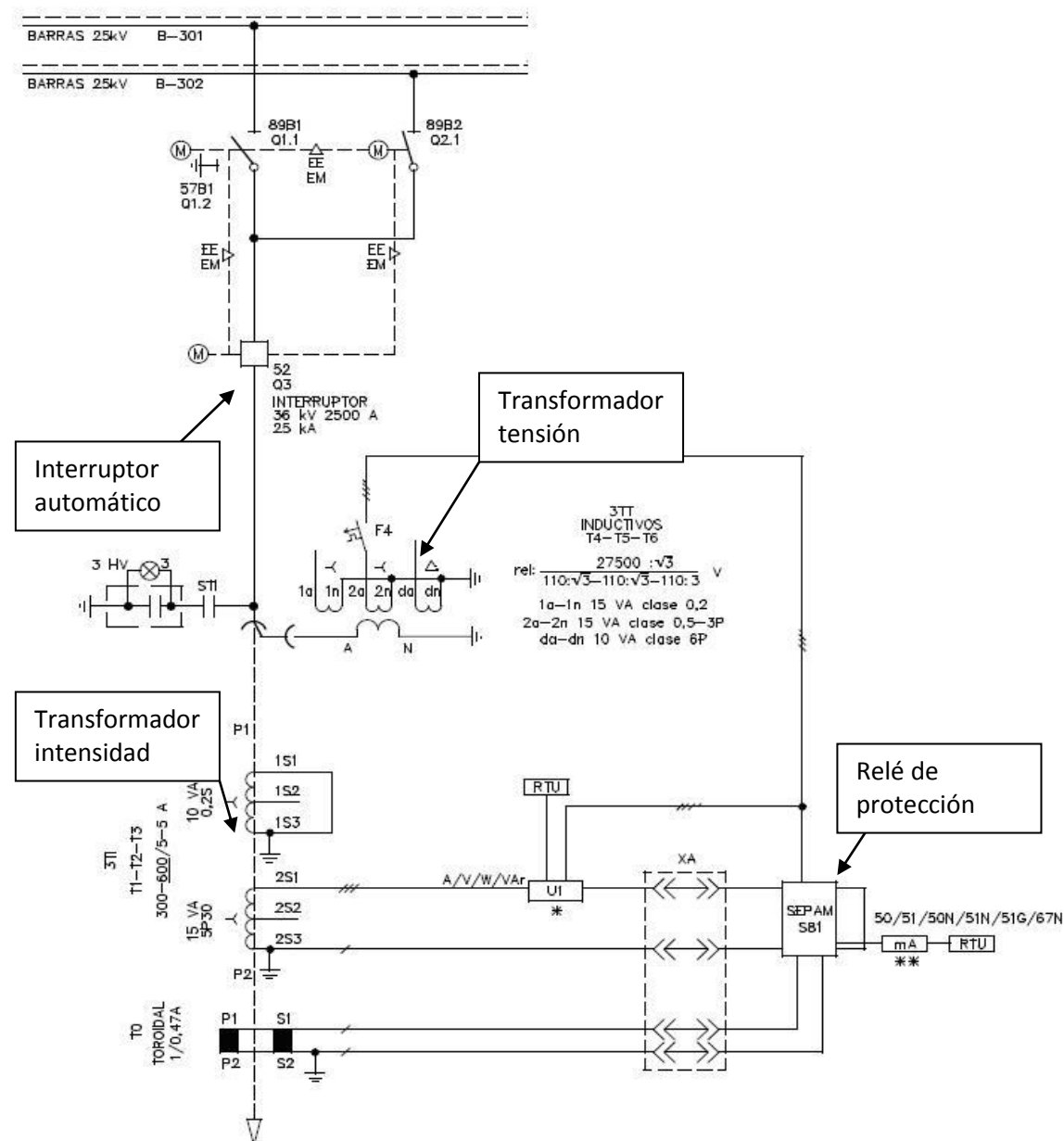


Figura 3.2. Esquema del sistema de protección de una posición de línea

- **Relé de protección:** Es el elemento o conjunto de elementos cuya función es la detectar las faltas para las que ha sido diseñado ocurridas dentro de su zona de operación.

- *Transformadores de medida:* Son los transformadores de tensión (TT) e intensidad (TI) encargados de proporcionar a la protección información de las magnitudes eléctricas necesarias para la detección de faltas. Su función es reducir las magnitudes de tensión e intensidad del sistema eléctrico a valores no peligrosos y normalizados.
- *Interruptores:* Son los equipos capaces de cortar las corriente de falta o de defecto. Es la aparamenta eléctrica que materializa las órdenes, provenientes del relé, de conexión o desconexión de un circuito eléctrico, con el fin de cortar la corriente en caso de falta.

En el Anexo 1 puede consultarte en detalle la información a la aparamenta relacionada con los sistemas de protección

3.4. FUNCIONES DE PROTECCIÓN

A continuación se describen brevemente las diferentes funciones de protección que se utilizan en Endesa – Aragón. En el Anexo 3, se detalla los principios de funcionamiento de cada función de protección [5].

3.4.1. Protección distancia

La función de protección de distancia es la función de protección más ampliamente extendida en sistemas eléctricos de potencia. Su operación se basa en la impedancia vista por la protección a partir de la medición de la tensión e intensidad. La impedancia vista por la protección es mayor en condiciones normales de operación del sistema que en condiciones de falta, ya que en este último caso la impedancia vista es sólo la correspondiente al circuito comprendido entre el punto en el que se ubica la protección y el punto donde se ha producido la falta. Para aplicar este principio se representa sobre el diagrama R-X la impedancia vista por la protección y su característica de operación, que representa el valor límite de la zona que se quiere proteger y define un área de operación sobre el diagrama R-X. La protección solamente debe operar si el punto definido por las coordenadas de la impedancia vista por la protección se encuentra dentro del área de operación, ya que en caso contrario ó no existe falta o ésta se encuentra fuera de la zona que debe proteger.

3.4.2. Protección de sobreintensidad no direccional

Las protecciones de sobreintensidad no direccional son las más sencillas de todas. Su funcionamiento se basa en la comparación del valor de sobreintensidad como dato de entrada a la protección con un valor de ajuste tomado como referencia. La protección opera cuando la intensidad de entrada supera el valor de la intensidad de referencia.

La función de sobreintensidad puede ser de tiempo independiente o de tiempo dependiente. La protección de sobreintensidad de tiempo independiente actúa

siempre con el mismo tiempo para cualquier intensidad que haya superado el valor de ajuste. La protección de sobreintensidad de tiempo dependiente actúa con tiempo de operación que depende de la intensidad de entrada. En estos casos cuanto mayor es el valor de la intensidad menor es el tiempo de retraso introducido y, por tanto, menor el tiempo que la protección tarda en operar. Por este motivo se llaman de tiempo inverso. Existen hasta cuatro familias de curvas de tiempo inverso: curva de tiempo fijo, normal inversa, muy inversa, extremadamente inversa.

3.4.3. Protección de sobreintensidad direccional

La protección de sobreintensidad direccional consta de dos unidades para operar: unidad de sobreintensidad y unidad direccional. Al igual que la anterior, la unidad de sobreintensidad actúa cuando la intensidad medida supera al ajuste. La unidad direccional controla la dirección de la intensidad para que únicamente dispare en la dirección ajustada, hacia barras de subestación o saliente de barras de subestación. Para poder vigilar la dirección, esta protección necesita una referencia de polarización con la cual se compara la intensidad medida y se obtiene la dirección de ella.

3.4.4. Protección diferencial longitudinal

La protección diferencial longitudinal está basada en la primera ley de Kirchoff: *“La suma vectorial de todas las intensidades que llegan a un nudo debe ser cero”*.

Su operación se basa en comparar las intensidades de dos nudos de una línea eléctrica con el fin de distinguir entre faltas internas o externas. Necesita un canal de comunicaciones entre los dos nudos con el fin de transferir la información de un nudo a otro. En cada nudo de una línea eléctrica existe un relé diferencial que posee en todo momento información del otro extremo, que en el momento que detecte falta interna da orden de disparo a los interruptores de los dos nudos.

3.4.5. Protección diferencial de transformador

El principio de operación de la protección diferencial de transformador se basa igual que la protección diferencial longitudinal a diferencia que en la diferencial de transformador el elemento protegido es un transformador de potencia en lugar de una línea eléctrica. Compara las intensidades entrantes y salientes en un transformador de potencia con el fin de detectar faltas internas. Además posee de análisis de armónicos para distinguir las faltas externas de las faltas internas.

3.4.6. Protección diferencial de barras

Al igual que las protecciones diferencial anteriores, su operación se basa en distinguir entre faltas externas a barras e internas. Se considera que una falta está en barras de subestación cuando se produce en la zona comprendida entre los transformadores de intensidad de los distintos terminales que confluyen a las barras.

3.4.7. Protección de sobretensión y subtensión

La protección de sobretensión y subtensión (tensión mínima) operan cuando la tensión se encuentra en valores superiores o inferiores, respectivamente, a un valor de ajuste.

3.4.8. Protección de frecuencia

La protección de frecuencia vigila que la frecuencia del sistema se mantenga dentro de un rango adecuado. En los sistemas eléctricos de potencia, la frecuencia es una de las magnitudes que definen la calidad del servicio. Para mantenerla estable, es necesario que exista permanentemente un equilibrio entre generación y consumo. En caso de romperse este equilibrio, se hace necesario tomar acciones inmediatas sobre la red, y para ello se utilizan relés de frecuencia.

3.4.9. Automatismo de reenganchador

Un automatismo es un conjunto de mecanismos eléctricos y electrónicos que sirven para automatizar un proceso. El reenganchador automático es un automatismo que permite reponer el servicio después de aislar una falta transitoria. Su operación se basa en el cierre del interruptor automático tras la apertura por la actuación de un relé de protección

3.4.10. Automatismo de sincronismo

La función de comprobación de sincronismo se usa para el cierre controlado de un interruptor en una red ya interconectada. La función de sincronismo supervisa las órdenes de cierre y reenganche trifásico del interruptor. Supervisa las señales de tensión (módulo, fase y frecuencia) a ambos lados del interruptor.

3.4.11. Codificación de protecciones

Las funciones de protecciones anteriores siguen un número de codificación de ANSI donde se identifican con ese número en Europa y EEUU. Las codificaciones de las funciones de protección son:

Tabla 3.1. Codificación funciones de protección

Función de protección	Código
Distancia	21
Sobreintensidad no direccional instantánea (Fase/Neutro)	50– 50N
Sobreintensidad no direccional de tiempo diferido (Fase/Neutro)	51-51N
Sobreintensidad direccional	67-67N
Diferencial longitudinal	87L
Diferencial de transformador	87T
Diferencial de barras	87B
Sobretensión/subtensión	27/59
Máxima/Mínima frecuencia	81M/81m
Reenganchador	79
Automatismo	25

3.5. CRITERIOS DE ACTUACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN EN LA RED ALTA TENSIÓN ENDESA

La red de Alta Tensión en Endesa Aragón tiene niveles de tensión de 220, 132, 110, 66 y 45 kV. En el nivel de tensión de 220 kV, únicamente es propiedad de Endesa los transformadores de potencia que reducen el nivel de tensión de transporte (220 kV) a niveles de tensión de distribución (Anexo 1).

Los sistemas de protección en la red de Alta Tensión de Endesa están normalizados. Estos sistemas de protección están formados por protección primaria y protección de apoyo. Dependiendo de si se protege líneas eléctricas o transformadores de potencia las funciones que comprenden las protecciones primarias y secundarias difieren.

Protección primaria

En los sistemas de protección para proteger líneas eléctricas de Alta Tensión se emplea como protección primaria la protección diferencial longitudinal y/o la protección de distancia.

La protección diferencial longitudinal (87L) como se observa en el Anexo 3, es una protección que requiere de un canal de comunicaciones para la transferencia de información entre los terminales situados en los extremos de la línea a proteger. Esta comunicación se establece mediante fibra óptica, lo que hace que sea una protección rápida y fiable. Sin embargo, la necesidad de tener un canal de comunicación hace que sea una protección de elevado coste de instalación.

Por esta razón, normalmente la protección primaria normalizada en Endesa para líneas eléctricas es la protección diferencial longitudinal si existe fibra óptica, y protección distancia (21) si no existe fibra óptica.

La protección distancia se adaptan bien a las necesidades de protecciones de las líneas Alta Tensión en Endesa – Aragón debido a que protegen la propia línea y hace la función de protección de apoyo a las líneas colindantes.

En las protecciones primarias se encuentra en servicio el reenganchador automático debido a que se supone que eliminan faltas que se encuentran dentro de su primera zona de actuación.

Si el sistema de protección se encarga de proteger a un transformador de potencia, se emplea como protección primaria la función diferencial de transformador (87T) junto con la función de sobreintensidad no direccional (50/51 + 50N/51N). Además si el devanado es de Alta Tensión se encuentra como protección principal la función de distancia (21).

Protección Apoyo

Como protección apoyo para líneas eléctricas según criterios normalizados de Endesa se emplea el relé de protección con la función de distancia (21) junto con la

sobreintensidad direccional de neutro (67N). En este relé, se encuentra el modo de operación la función de sobreintensidad direccional de neutro sin el reenganche activo por ser apoyo.

En el caso de protección de transformadores de potencia, la protección de apoyo posee las mismas funciones de protección que la protección primaria: diferencial de transformador (87T) y sobreintensidad no direccional de fases y neutro (50/51-50N/51N)

A continuación se muestra una tabla que resume los criterios normalizados de Endesa en cuanto a lo que protecciones se refiere.

Tabla 3.2. Criterios normalizados de sistemas de protección de Endesa-Aragón

Posición	Tipo	Protección Principal	Protección Apoyo
Línea Alta Tensión	con fibra óptica	87L+79	21+67N+79
	sin fibra óptica	21+79	21+67N+79
Transformador	Devanado A.T.	(21+50/51+50N/51N) (AT) + 87T	(21+50/51+50N/51N) (AT) + 87T
	Devanado M.T.	(50/51+50N/51N) (MT) + 87T	(50/51+50N/51N) (MT) + 87T

En redes eléctricas débiles o antiguas no siguen este esquema de sistema de protección. Los sistemas de protección se basan en la protección de sobreintensidad direccional debido a que es la protección más sencilla. En cada posición de línea se encuentran protegidas por la sobreintensidad de fase y por la sobreintensidad de neutro para faltas a tierra. La función de protección de apoyo es como apoyo remoto y se basa en la coordinación de protecciones de sobreintensidad. Esta coordinación puede ser amperimétrica o cronométrica (Anexo 3) consiguiendo que la protección de sobreintensidad en un nudo adyacente sea de apoyo a la protección de sobreintensidad de la línea protegida.

Capítulo 4.

ANÁLISIS DE INCIDENTES ELÉCTRICOS EN ALTA TENSIÓN

4.1. NECESIDAD DEL ANÁLISIS DE INCIDENCIAS

La calidad de energía eléctrica incluye la calidad del suministro y la calidad de la atención al cliente. La calidad del suministro a su vez se considera que la conforman dos partes, la forma de onda y la continuidad.

La calidad de la energía eléctrica se ha convertido en un tema de estudio de gran interés para los operadores de red y para los usuarios. La continuidad del suministro se ve afectada por muchas causas entre las cuales la ocurrencia de faltas en red es la más importante.

Llamamos incidente a la falta de suministro eléctrico estable que ocurre dentro de un sistema eléctrico de potencia debido a las actuaciones del sistema de protección. Para conocer el significado de un sistema de protección, acudir al capítulo anterior o en detalle en el Anexo 3.

El objetivo de un análisis de un incidente es mejorar la calidad de la energía eléctrica mediante la mejora del suministro eléctrico. Esto es debido al estudio realizado en el análisis de un incidente de las actuaciones del sistema de protección de un sistema eléctrico de potencia llegando a la identificación de posibles anomalías y mejoras del sistema de protección.

Un fallo de un sistema de protección puede deberse tanto a fallos de relés o aparataje eléctrico (interruptores automáticos y transformadores de protección) como a descoordinación de protecciones que llevan a actuaciones innecesarias protecciones de distintas subestaciones. Por esta razón, es necesario un estudio detallado que permita determinar el motivo del fallo y, si fuera necesario, emprender las acciones correctivas, de forma que la calidad de la energía eléctrica mejore.

4.2. ESQUEMA FUNCIONAL DE ANÁLISIS DE INCIDENTES

El análisis de un incidente es esencial dentro de una compañía eléctrica. El procedimiento del análisis de incidencia dentro de Endesa División Aragón sigue el esquema general descrito en la Figura 4.1.

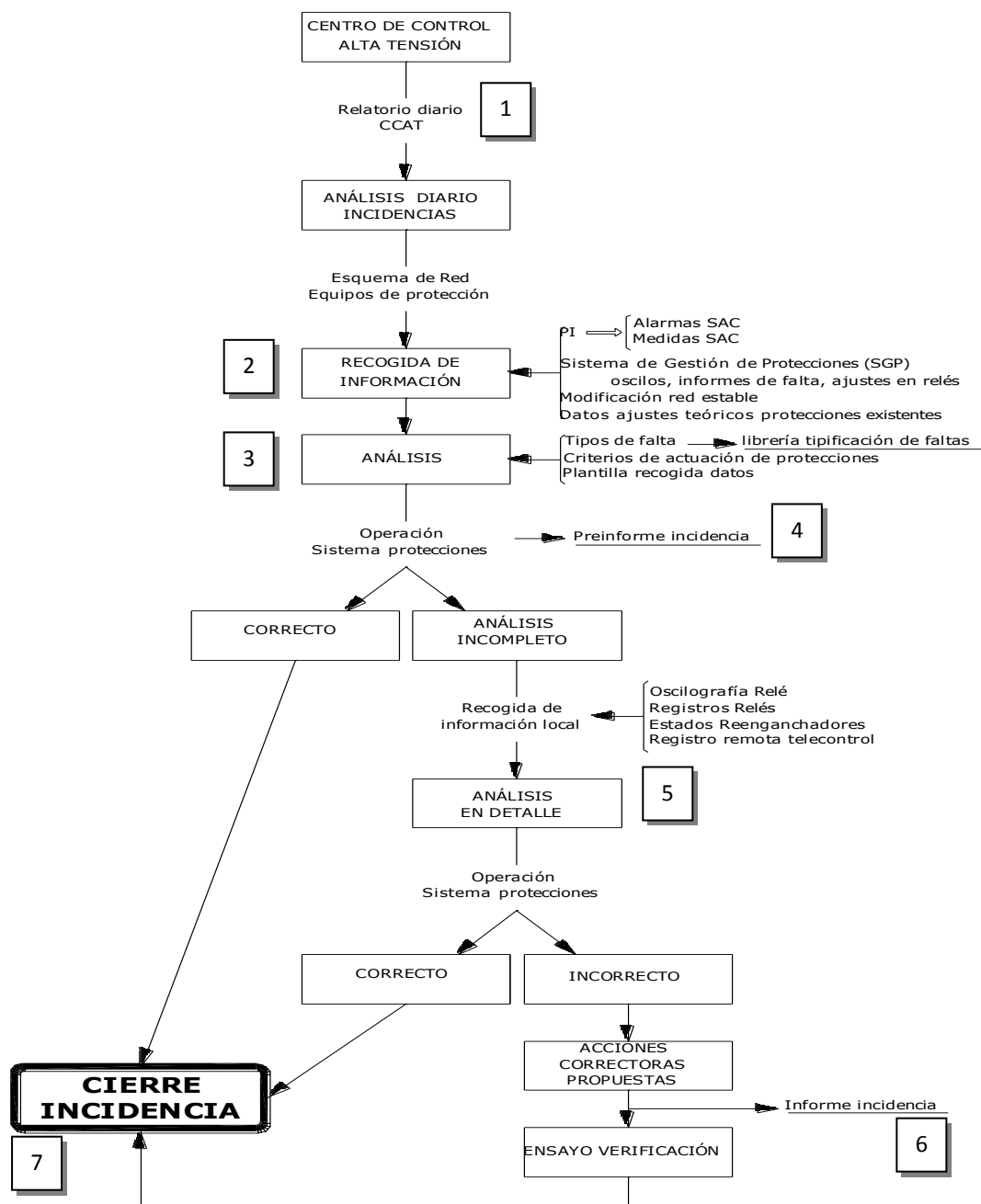


Figura 4.1. Esquema de proceso de análisis de incidentes

A continuación se describe el proceso de un análisis de un incidente, detallando los hitos más importantes numerados del 1 al 7 en la Figura 4.1.

Los incidentes de la red Alta Tensión ocasionados diariamente se registran en el Centro de Control debido a las comunicaciones entre el Centro de Control con los sistemas de protección instalados en las instalaciones eléctricas.

Diariamente el Centro de Control emite un documento denominado “Relatorio de incidencias AT” donde se reflejan los incidentes ocasionados en el día anterior. El análisis de incidentes diarios comienza con la revisión del documento anterior. (*Hito 1 en la Figura 4.1*)

Inicio	Dur.	Referencia	Población	Jerarquía Eléctrica	CT Nº	Ch.	Pot.	Causa	Observaciones .C.C
3:47	0:00	0000262358	ESCATRON	ESCATRON/ FRAGA/	0	0		DESCONOCIDA	ESCATRON- DISPARO POS. FRAGA CON REENG-; NO INDICA MOTIVO DISPARO/FRAGA- DPOIST. ESCALON 1 POS. ESCATRON CON REENG-.
Inicio	Ejecución		Parque	Línea	Elemento		Mantén		
3:47:50	ESCATRON		110	FRAGA	671		OCR		
3:47:50	FRAGA		110	ESCATRON	661		OAB		
3:47:50	FRAGA		110	ESCATRON	661		OCR		
3:47:50	ESCATRON		110	FRAGA	671		OAB		

Figura 4.2. Relatorio de incidentes en Alta Tensión del Centro de Control

Para poder comenzar con el análisis de un incidente es imprescindible la recopilación de la información necesaria para llevar a cabo correctamente el análisis. Se dispone de dos métodos de recogida de información, local o por telecontrol. El primero de ellos es la recogida directamente desde la instalación de la información registrada en los sistemas de protección. El segundo método es la recogida de información por telecontrol que mediante los sistemas de comunicaciones existentes entre despacho e instalaciones se puede consultar la información registrada en el sistema. (*Hito 2 en la Figura 4.1*).

En un primer análisis del incidente se dispone únicamente de la información recogida o extraída por telecontrol. Esto es debido a que para la recogida local es necesario desplazar personal de la empresa a la instalación con lo que conlleva un aumento del coste de los recursos. Se intenta minimizar el coste de desplazamiento de personal usando el telecontrol en un primer lugar. Cuando la recogida de información por telecontrol no es suficiente para el análisis de incidentes es necesaria la recogida local de información.

Con el análisis de la información recogida por telecontrol, se diagnostica la actuación del sistema de protecciones afectado en el incidente. En este primer análisis, se puede comprobar que el sistema de protecciones ha actuado correctamente, cerrando el incidente y registrándolo en la base de datos del histórico de incidentes, o que el análisis no sea concluyente todavía. En este paso, si el incidente es correcto no es necesario un análisis más en detalle, por lo que se cierra el incidente y se registra en el histórico de incidentes. (*Hito 3 en la Figura 4.1*).

Sin embargo, el resultado del primer análisis de las actuaciones del sistema de protecciones puede resultar que no sea concluyente bien sea porque la información

extraída por telecontrol sea insuficiente para dar un veredicto correcto, o porque la actuación sea incorrecta. En ambos casos, es necesaria la recogida de información local de los relés de protecciones actuantes en el incidente.

Con el fin de poner en conocimiento al personal afectado o para la petición de recogida de información local a las unidades de mantenimiento de Endesa División Aragón, se redacta un informe indicando las actuaciones de las protecciones, las conclusiones del primer análisis realizado y las acciones a realizar. Estas acciones a realizar son la recogida de información como eventos y oscilos, o alguna vez la comprobación de actuación de algún automatismo como es el reenganchador. Este informe va escrito en el cuerpo de un correo electrónico y va destinado a las unidades de mantenimiento o cualquier persona afectada del conocimiento del incidente. Endesa División Aragón se divide en las siguientes unidades de mantenimiento: Alagón, Alcañiz, Almazán, Calatayud, Huesca, Jaca, Monzón, Teruel y Zaragoza (ciudad y provincia). (*Hito 4 en la Figura 4.1*).

Una vez recibida y analizada toda la información proveniente de las unidades de mantenimiento se lleva a cabo la redacción de un informe donde se analiza la operación del sistema de protecciones en detalle.

En este análisis en detalle, la oscilografía es una herramienta muy útil para determinar la naturaleza de la falta. Además, mediante el análisis de la oscilografía podemos ver el motivo de actuación del relé de protección así como los tiempos de actuación para poder identificar posibles anomalías del relé. En el Anexo 5, se detalla el significado de oscilografía. (*Hito 5 en la Figura 4.1*).

En el punto donde se dispone de la oscilografía, es necesario conocer los criterios de actuación de las protecciones. En el Anexo 4, se detallan los elementos de ajustes básicos de cada protección, así como el criterio su actuación. Además, el uso de una librería tipificada de faltas (Anexo 6) ayuda a la identificación de la falta a simple vista de la oscilografía.

La simulación del cortocircuito en software informático permite la identificación de posibles descoordinaciones de protecciones. Con los datos del tipo de falta extraídos del análisis de la oscilografía se puede simular una falta idéntica y analizar la actuación ideal de los sistemas de protección. En Endesa – Aragón se utiliza la aplicación CAPE para realizar simulaciones de coordinación de protecciones y cortocircuitos.

En el caso de un incidente relevante se redacta un informe en pdf indicando las acciones a realizar como pueden ser el estudio de coordinación de protecciones o sustitución de algún relé averiado. (*Hito 6 en la Figura 4.1*).

Finalmente, se cierra el incidente con el diagnostico pertinente, correcto o incorrecto. Esto conlleva el registro del incidente en la base datos de histórico de incidentes de Alta Tensión. El histórico de incidentes es una hoja Excel donde se almacenan todos los incidentes en Líneas de Alta Tensión donde se indican la referencia interna que tiene el incidente, la fecha, el nivel de tensión, la zona de la red de Alta Tensión de Aragón, una

pequeña descripción del incidentes con todas las actuaciones de los sistemas de protección, comentarios adicionales y medidas a adoptar. (*Hito 7 en la Figura 4.1*)

Los incidentes en transformadores registran de forma diferente, en una base de datos Access donde esta base de datos es corporativa para toda la empresa en España.

4.3. INFORMACIÓN DE REFERENCIA EN EL ANÁLISIS DE INCIDENTES

La recogida de información que proporcionan los sistemas de protección es esencial para analizar un incidente. Como se ha comentado anteriormente, existen dos métodos de recogida de información como es local y por telecontrol.

A continuación se describen la información necesaria para el análisis de incidentes así como sus métodos de recogida existentes en Endesa División.

4.3.1. Red estable

Se considera red estable a la red en condiciones normales de explotación y en el escenario de máxima generación (punta húmeda). Esta situación se conoce como situación N.

Cuando se produce una incidencia en Alta Tensión, hay que tener en cuenta la situación del sistema eléctrico de potencia, es decir, si se encontraba en red estable o por el contrario había alguna modificación de dicha red. Esto es necesario porque los ajustes de los sistemas de protección están calculados a partir de condiciones normales de explotación y cualquier variación de la red puede llevar a actuaciones incorrectas de los sistemas de protección.

Para ello, diariamente el centro de control emite la información programada de los descargos diarios. Antes de iniciar un análisis de las actuaciones de los sistemas de protección hay que tener en cuenta esta información.

Además, es necesario disponer de los planos de los esquemas de red. La red de Endesa División Aragón internamente se divide en nueve zonas: Zara1, Zara2, Zara3, Zara4, Zara5, Huesca1, Huesca2, Teruel, Franja, Transporte. En el análisis de un incidente hay que indicar cuál es la zona afectada.

4.3.2. Telecontrol

Cuando hablamos de un telecontrol o control remoto nos estamos refiriendo a un sistema en el que existe una cierta distancia entre la magnitud controlada y la controladora. En todo sistema de telecontrol existen tres componentes esenciales: la magnitud controladora, el medio transmisor y la magnitud controlada.

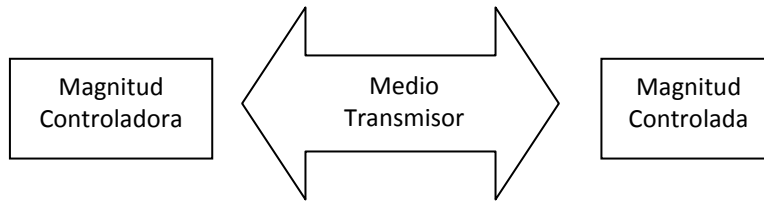


Figura 4.3. Esquema general de un telecontrol

En el caso del telecontrol de una red eléctrica, la magnitud controladora será el centro de control, la magnitud controlada serán los elementos que forman la red (interruptores, transformadores...) y el medio transmisor estará compuesto del conjunto de equipos de telecontrol y comunicaciones necesario.

Puesto que controlar es dirigir, regular y dominar algo, para tener controlada una red eléctrica, tenemos que conocer el estado de la red y ser capaces de modificarlo.

Para conocer el estado de la red necesitaremos obtener de la red los siguientes datos:

- *Señales*: Informan del estado de funcionamiento de los elementos de la red.
- *Medidas*: Informan del valor de las magnitudes eléctricas en los puntos de la red.
- *Alarmas*: Informan si se ha producido un estado de funcionamiento anómalo en la red.

Endesa División Aragón, dispone de un sistema de gestión de energía y distribución conocido como SCR (Sistema de Control de Red) basado en el sistema SPECTRUM de SIEMENS. Éste sistema está concebido como un sistema de control de energía, que puede cubrir todas las necesidades de un centro de control.

Este sistema incorpora los modernos avances en el campo de la informática a los sistemas de tiempo real consiguiendo mejoras en el diálogo hombre-máquina tanto desde el punto de vista de la facilidad de manejo como en el intercambio de información con otros sistemas de la empresa

La base de datos de SPECTRUM está especialmente diseñada para el control y acceso en tiempo real. Se basa en un modelo de base de datos con una serie de características que permiten el acceso combinado a los datos residentes en memoria y en disco.

La remota es el equipo de control de una instalación encargado de adquirir, tratar y validar las señales de campo, de suministrar al centro de control toda la información requerida y de emitir las órdenes recibidas. En los sistemas actuales de telecontrol (Sistemas Integrados), la Unidad de Control de Subestación o UCS realiza la función de remota.

Actualmente el sistema de extracción de datos de la base de datos de Spectrum es el sistema PI desarrollado por Osisoft.

Sistema PI

El sistema PI proporciona un análisis en tiempo real de la red de Alta Tensión de Endesa y permite a los usuarios analizar en tiempo real extrayendo datos históricos y eventos. El sistema PI extrae de la base de datos eventos y medidas de los tags establecidos.

En Endesa División Aragón existen dos métodos para poder extraer los datos del sistema base de datos de PI:

- Datalink PI para Microsoft Office Excel
- El programa PI Processbook.

Datalink PI para Microsoft Office

Datalink PI para Microsoft Office Excel es un plugin para Microsoft Excel desarrollada por Osisoft, que permite importar datos de PI en esta hoja de cálculo. PI almacena los datos en tags, que son objetos que contienen los valores registrados a lo largo del tiempo para una magnitud (medida o alarma) y un elemento de la red.

A diferencia de la herramienta de visualización Processbook que actualiza los datos visualizados de forma inmediata cuando PI recibe nuevos valores, Datalink es una herramienta mucho más estática, más orientada a obtener una instantánea fija.

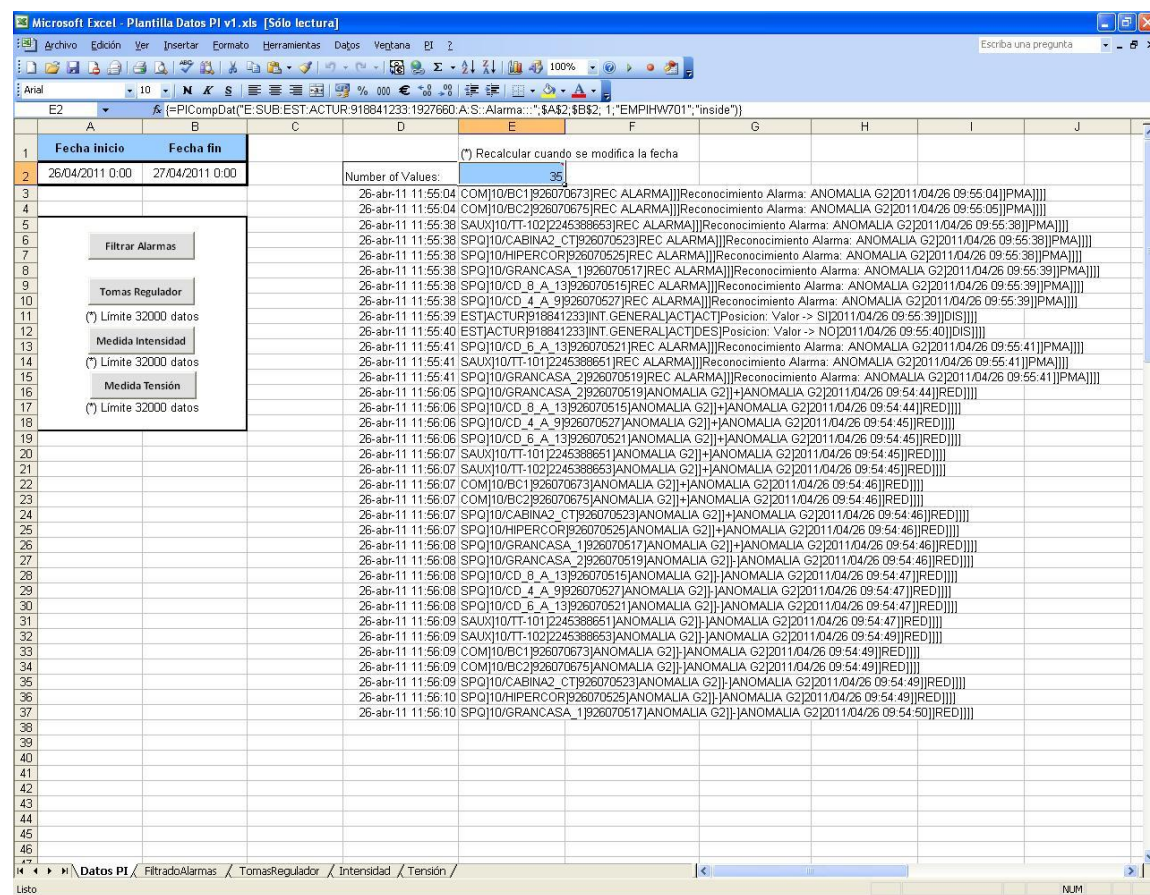


Figura 4.4. Datalink PI para Microsoft Office

PI Processbook

PI ProcessBook es una aplicación informática que muestra la información de la base de datos Spectrum guardada en el archivo de datos PI o en las bases de datos correspondientes. El archivo de datos PI es como una base de datos de valores de cada uno de los tags establecidos para los orígenes de datos discretos de su proceso o facilidad. Mediante el Processbook se puede representar la medida de intensidad y tensión durante un periodo de tiempo.

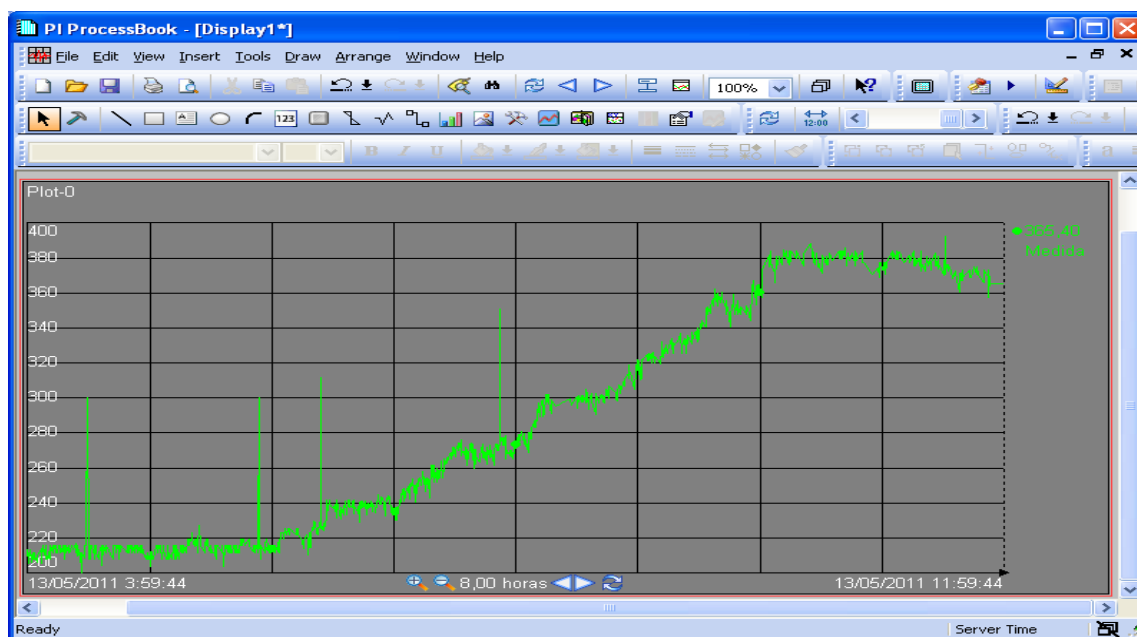


Figura 4.5. Programa Processbook para consulta de medidas

Scada Local / conexión a distancia a RTU

El acceso a distancia a la información de la RTU (Remote Terminal Unit) se basa en la transferencia de ficheros mediante comunicaciones. Mediante la aplicación Dr.SAM (Sistema de Análisis y Monitorización) se puede conectar con la RTU o Terminal Local de la instalación y acceder a distancia a la información disponible en ella.

Esta aplicación únicamente se puede utilizar cuando la remota de la subestación es de la marca Maessa.

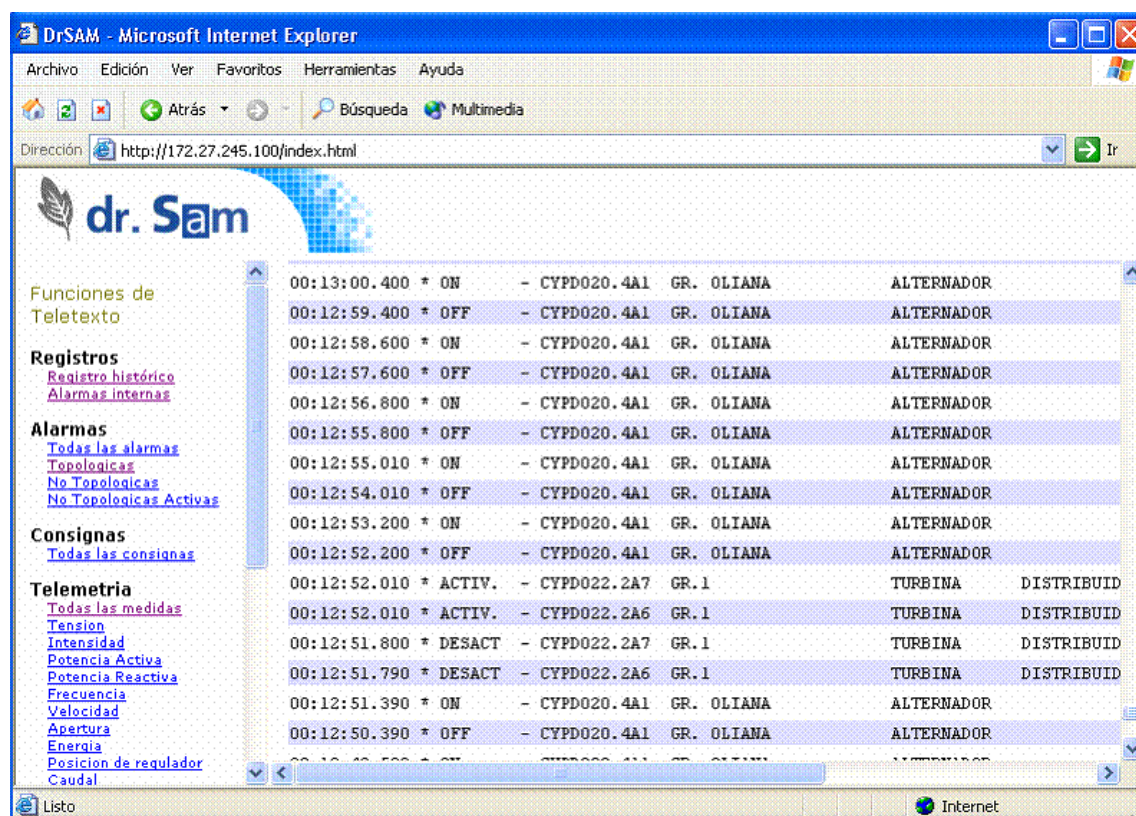


Figura 4.6. Conexión con remota de subestación mediante DrSam.

4.3.3. Sistema de Gestión de Protecciones (SGP)

El Sistema de Gestión de Protecciones (SGP) es un sistema de información que captura y almacena automáticamente datos relevantes sobre la red (antes, durante y después de la aparición de una anomalía) y los presenta para analizar la actuación del sistema.

Sus principales funciones son:

- Captación de datos múltiples de modelos de protecciones. (sucesos, informes de falta, ajustes y oscilografía).
- Análisis de incidencias.
- Generación de informes.

El sistema se compone de una aplicación web accesible a través de la intranet de la empresa Endesa y un módulo gestor de comunicaciones denominado MGC. Éstos tienen conexión a la red corporativa, para dar acceso a la red en tiempo real de las subestaciones, para recoger la información de las protecciones.

Esta herramienta es útil dado que aporta herramientas para hacer un seguimiento de la actuación de las protecciones. Entre sus ventajas están:

- Análisis sencillo de las protecciones instaladas en las subestaciones debido a que presenta los diferentes modelos de relés en un formato de árbol navegable (Ej: zona/subzona/subestación/equipo) de las subestaciones dadas de alta en el sistema.
- Realizar el análisis y el seguimiento de incidencias. Generar informes y estadísticas exportables a diversos formatos y visualización de oscilografía.
- Realiza llamadas periódicas programadas a las subestaciones o relés que se desea capturar la información disponible en ellas.
- Gestiona una llamada manual que sirve para establecer una conexión inmediata con uno o varios relés.

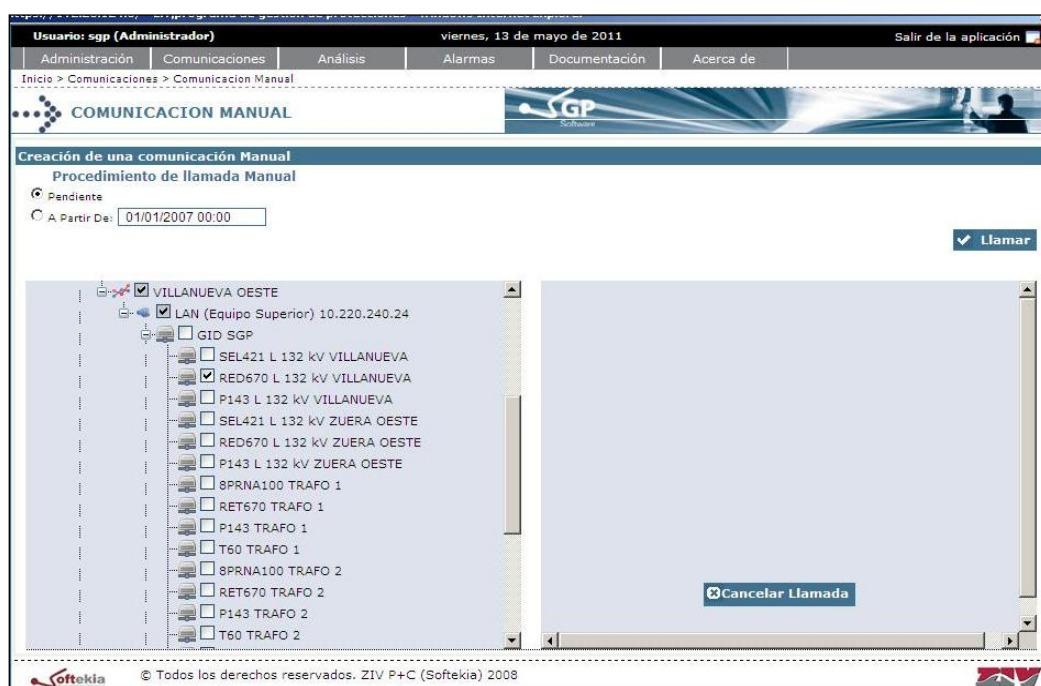


Figura 4.7. Sistema de gestión de protecciones de ZIV

Además, genera automáticamente un informe diario del estado del sistema con un email a los usuarios dados de alta, es decir, diariamente exporta del sistema todas las modificaciones y alarmas que han sucedido en el día anterior.

Esta aplicación está actualmente en implantación en Endesa División Aragón por lo que únicamente tenemos acceso a unas pocas instalaciones de la Red Alta Tensión Aragón.

4.3.4. Base de datos de ajustes de protecciones

En el análisis de un incidente hay que tener en cuenta los ajustes de la protección que actúa para poder identificar algún error en el cálculo de ajustes. Todos los ajustes de las protecciones de la Red Alta Tensión y Media Tensión se encuentran en una base de datos accesible a través de la intranet de Endesa. Esta información se encuentra en unos archivos Excel ordenados por instalación y por posición. En estas hojas Excel se encuentran todos los parámetros ajustables en el relé de protección, pero únicamente nos tenemos que fijar en los parámetros más significativos que caracterizan la función de protección. En el Anexo 4 se indican con detalle estos ajustes principales de las protecciones.



Figura 4.8. Base de datos de los ajustes de protecciones de la Red

4.3.5. Base de datos incidentes históricos

En el momento de analizar una actuación de un relé de protección en una posición de subestación es necesario informarse como en incidentes anteriores ha actuado. Esto ocurre porque si ese relé tiene una actuación anómala e idéntica a las anteriores no es necesario un análisis en detalle, pero sí un aviso a las personas afectadas de este nuevo incidente debido a que es necesario recordar esta anomalía para su posterior corrección.

4.3.6. Información local de protecciones

Cuando una protección actúa porque ha ocurrido un incidente, queda registrada información relevante antes, durante y después del incidente.

Esta información está compuesta por los eventos que emiten el relé y la oscilografía registrada del incidente. Esto último, únicamente de los relés de protección que dispongan de registros oscilográficos. Un oscilo es un conjunto de datos analógicos y digitales que recogen las protecciones en el momento que ocurre una falta y provoca su actuación. En el Anexo 5, se detalla el término oscilografía.

C:\ATERUEL 2.HST			
Salir Fichero Imprimir			
06-13-2009	10:04:35.776	P	Apertura interruptor
06-13-2009	10:04:38.690	P	Orden de reenganche
06-13-2009	10:04:38.863	P	Desactivación entrada digital 2
06-13-2009	10:04:38.920	P	Activación entrada digital 1
06-13-2009	10:04:38.920	P	Cierre interruptor
06-13-2009	10:05:38.836	P	Reenganchador preparado
06-13-2009	10:07:43.773	P	Arranque temporizado fases
06-13-2009	10:07:43.781	P	Arranque temporizado neutro
06-13-2009	10:07:43.781	P	Arranque instantáneo neutro
06-13-2009	10:07:43.806	P	Disparo instantáneo neutro
06-13-2009	10:07:43.806	P	Inicio reenganche proteccion
06-13-2009	10:07:43.806	P	Activacion contacto de disparo
06-13-2009	10:07:43.843	P	Desactivación entrada digital 1
06-13-2009	10:07:43.892	P	Activación entrada digital 2
06-13-2009	10:07:43.892	P	Apertura interruptor
06-13-2009	10:07:46.806	P	Orden de reenganche
06-13-2009	10:07:46.980	P	Desactivación entrada digital 2
O Inicio de programa		O Lockout disparos repetitivos	
O Cambio ajustes		O Lockout falta condiciones	
O Escritura contadores		O Lockout anomalia	
O Cambio configuración		O Lockout global	
O Trigger externo		O Bloqueo reenganchador	
O Trigger comunicaciones		O Alarma EEPROM paralelo	
O Orden bloqueo 79		O Alarma EEPROM serie	
O Orden desbloqueo 79		O Fuera de servicio	
O EP 6		O Ajustes generales por defecto	
O EP 5		O Ajustes tabla 1 por defecto	
O EP 4		O Ajustes tabla 2 por defecto	
O EP 3		O Ajustes tabla 3 por defecto	
O EP 2		O Disparos no permitidos	
X EP 1		O Intensidad y 52 abierto	
O Arranque 46F		O Mantenimiento 52	
X Arranque 51F		X Alarma continuidad bobina 1	
X Arranque 51N		X Alarma alimentación bobina 1	
O Arranque 50F		X Alarma continuidad bobina 2	
X Arranque 50N		X Alarma alimentación bobina 2	
O Arranque 51F a		X Contacto disparo activado	
X Arranque 51F b		X Tabla activa 1	

Figura 4.9. Ejemplo de eventos registrados por el relé de protección DMS3L1 de General Electric

Capítulo 5.

HERRAMIENTAS DE APOYO AL ANÁLISIS DE INCIDENTES

5.1. INTRODUCCIÓN

En la realización del procedimiento del análisis de incidentes dentro de Endesa-Aragón es necesario de disponer de una serie de herramientas de apoyo que optimizan el tiempo dedicado a ello.

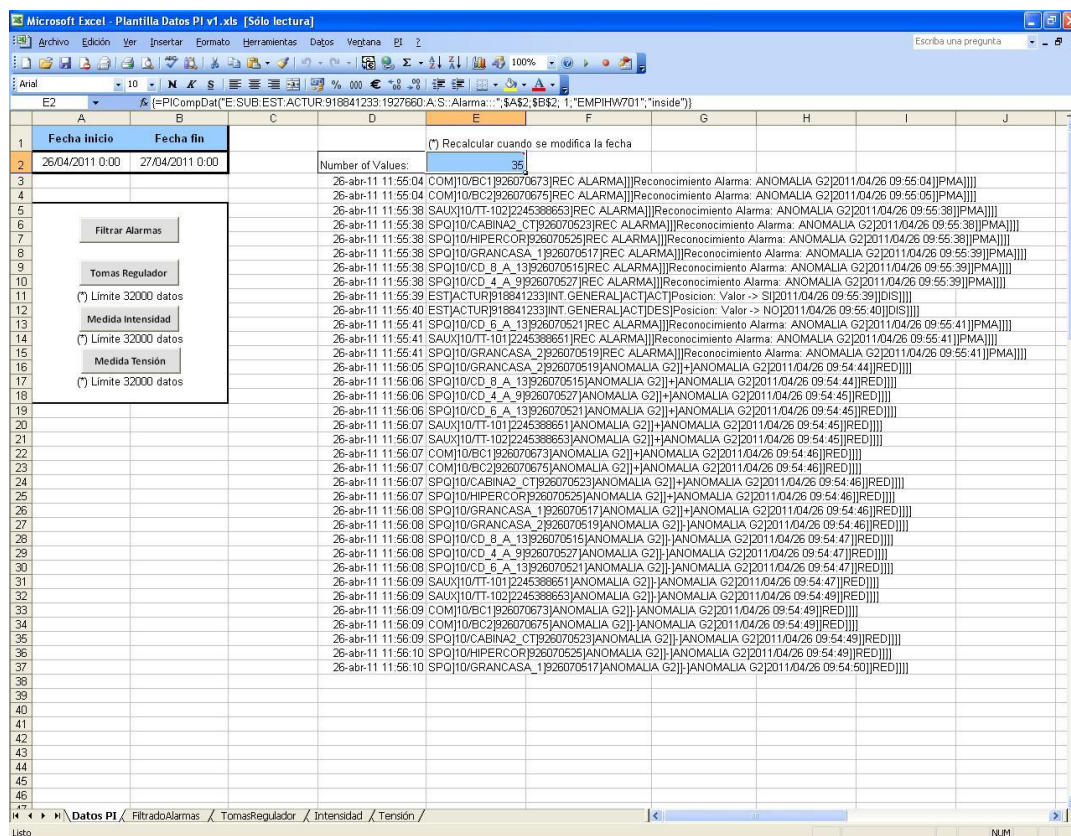
Dentro de este proyecto fin de carrera, se han desarrollado unas herramientas de apoyo que se describen a continuación.

5.2. PLANTILLA DATOS PI

A partir de la herramienta PI, explicada en el capítulo anterior, y de su plugin para Microsoft Office Excel se puede extraer a Excel alarmas y medidas de la base de datos SAC.

Para facilitar el análisis, se ha implementado una plantilla con Microsoft Excel con macro de visual basic donde a partir de la extracción de información (alarmas, medida de intensidad, medida de tensión y medidas de reguladores de transformador) de la base de datos de SAC, se puede analizar con mayor facilidad dicha información para el análisis de incidente.

A continuación se muestran las imágenes (Figura 5.1 y Figura 5.2) de algunas de las pestañas que tiene la plantilla donde se puede observar que la primera de ellas es la pestaña principal donde está la extracción de datos de la base de datos de SAC mediante la aplicación de *PI DataLink* de Osisoft.



5.3. PLANTILLA GENERACIÓN INFORME DE INCIDENTE

Se ha implementado en Microsoft Excel una plantilla para generar un informe de un incidente. La generación en pdf de un incidente no suele ser común, pero cuando ocurre un incidente relevante es necesaria la generación de un incidente donde se detalle todo lo analizado con la información de referencia disponible. Esta plantilla recoge los esquemas de la red de Alta Tensión para poder representar la zona afectada, así como disponer de todos los datos necesarios a identificar en el análisis para poder realizar un análisis correcto

5.4. HISTÓRICO DE INCIDENTES

En Endesa-Aragón existe una base de datos Excel donde se registran todos los incidentes para poder llevar un seguimiento. En esa misma hoja se ha creado una nueva pestaña donde se realiza un resumen de los incidentes registrados para facilitar el seguimiento y poder llevar una estadística de que zonas de la Red de Alta Tensión en Aragón son más conflictivas. En la Figura 5.3 se puede observar esta pestaña dentro de la base de datos Excel.

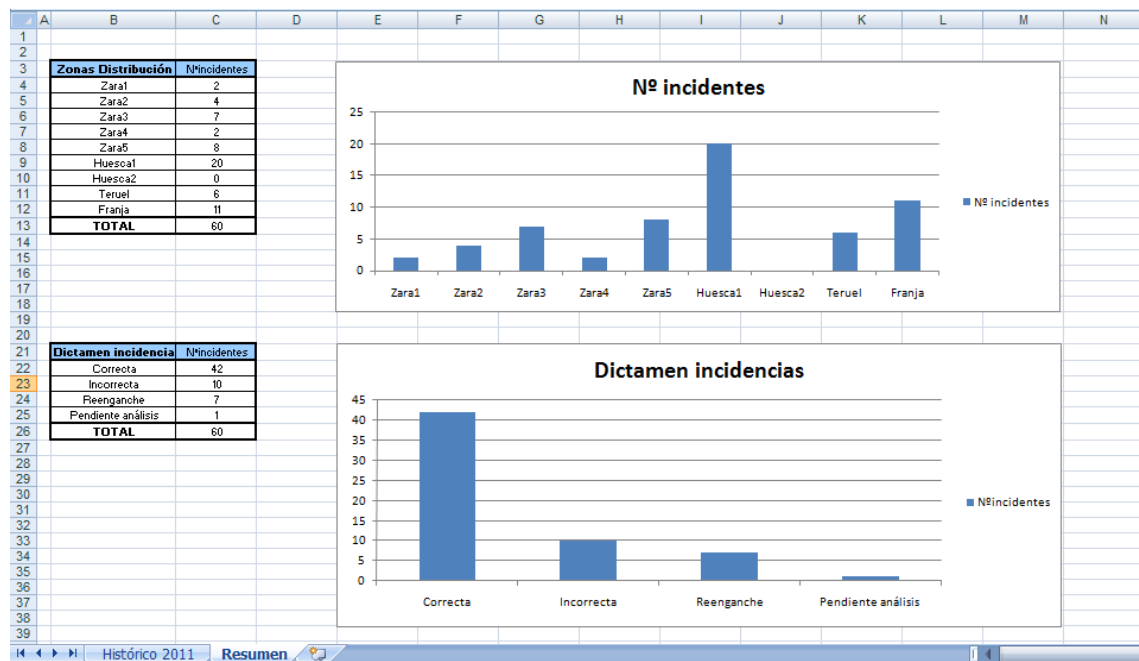


Figura 5.3. Pestaña de Resumen dentro de la Base de Datos de Históricos incidentes

5.5. HISTÓRICO OSCILOS

La forma de guardar la oscilografía de todos los incidentes es la siguiente:

Existen dos carpetas en una unidad de red donde en la primera de ellas, Oscilos sin analizar, se guardan los oscilos sin analizar organizados por carpetas que se nombran con la fecha del incidente con formato “aammdd” y el nombre de las subestaciones afectadas por el incidente. Por ejemplo: 110505_Plaza_Universitas. Una vez analizados, la carpeta del incidente con todos sus oscilos, se cambia a la carpeta de oscilos analizados donde se guardan por si fuese necesario volver a analizarlos.

5.6. LIBRERÍA TIPIFICADA DE FALTAS

Se ha creado una librería tipificada de faltas con el fin de agilizar el análisis de incidentes. Mediante oscilos recogidos en campo se puede identificar el tipo de falta, de forma que a la vista de la oscilografía correspondiente se pudiese dar un primer diagnóstico de lo sucedido.

Esta librería recoge las faltas más usuales dentro de las redes eléctricas. En el Anexo VI se encuentra la librería tipificada de faltas.

Capítulo 6.

CONCLUSIONES

6.1. CONCLUSIONES

Este proyecto tiene un objetivo principal que es la creación de un procedimiento de análisis de incidentes dentro de Endesa-Aragón. En la realización de este proyecto se ha analizado en detalle los sistemas de protección que se utilizan en Endesa – Aragón en su red de Alta Tensión.

La aplicación de un procedimiento adecuado en el análisis de incidentes eléctricos en una compañía eléctrica ayuda a corregir fallos de los sistemas de protección como pueden ser descoordinación de protecciones y encontrar alguna anomalía en ellos.

En primer lugar ha sido necesario conocer todos los métodos de recogida de información que registran los relés de protección. La extracción de datos mediante el telecontrol optimiza los recursos de la empresa minimizando el desplazamiento de personal a las instalaciones. Algunas ocasiones es necesaria la recogida de información local para realizar un análisis.

En segundo lugar, el análisis de la información disponible en los relés (eventos, registros y oscilografía) conlleva la posibilidad de realizar un diagnóstico de las actuaciones de los sistemas de protección.

El sistema PI constituye una herramienta esencial dentro de Endesa-Aragón. Mediante esta herramienta se puede determinar la actuación de un sistema de protección con el análisis de las alarmas registradas en el sistema. En la mayoría de los incidentes diarios producidos en la red de Endesa-Aragón se llega a un diagnóstico concluyente con únicamente el uso de esta herramienta.

Dentro de la información recogida en un relé de protección, la oscilografía es una herramienta muy útil para el análisis de incidentes. Mediante un registro oscilográfico podemos identificar el motivo del disparo de la protección. Además, podemos analizar el tipo de falta así como sus características como es la intensidad de falta y duración.

Además, mediante la sincronización de los registros oscilográficos de dos extremos de una línea eléctrica en falta, se puede identificar la localización de la falta. Durante la realización de este proyecto, esto ha sido muy útil porque te da información aproximada de en qué punto de la línea se encuentra el defecto que ha provocado la falta eléctrica.

6.2. DESCRIPCIÓN DEL TRABAJO REALIZADO

A continuación se presentan los objetivos alcanzados en este proyecto fin de carrera:

- Para el posterior uso en el análisis de incidentes y con el objetivo de conocer los valores que tienen las componentes simétricas de la intensidad y de la tensión para cada tipo de cortocircuitos, se ha realizado el cálculo de los diferentes tipos de cortocircuitos mediante el método de las componentes simétricas
- Se han estudiado los sistemas de protección en una red de eléctrica así como sus funciones de protección, explicando sus principios de funcionamiento.
- Se han descrito los elementos de ajustes básicos de todas las funciones de protección con el fin de, en un análisis de incidentes, detectar errores de ajustes en las protecciones.
- Se han realizado unos esquemas simplificados de los principios de operación de las funciones de protección para ayudar a entender su funcionamiento.
- Se han creado unas listas con las descripciones de las señales registradas en los oscilos por los relés más utilizados en la red eléctrica de Alta Tensión de Endesa-Aragón con el objetivo de permitir el análisis de los oscilos.
- Se ha creado una librería tipificada de faltas con el fin de simplificar los análisis de oscilografía.
- Se han desarrollado unas plantillas para su uso como herramientas de apoyo en el procedimiento del análisis de incidentes.
- El procedimiento desarrollado se ha aplicado a un caso real, que se muestra a modo de ejemplo en el Anexo VII.

6.3. LÍNEAS FUTURAS

Una vez obtenida una visión global de los sistemas de protección de la red eléctrica de Alta Tensión, y en concreto la red de Endesa – Aragón y comprendido su comportamiento es posible proponer vías de ampliación al trabajo realizado en este PFC.

El software de visualización de oscilografía *Transview* tiene la capacidad de representar en un diagrama de impedancias, las gráficas de actuación de los relés de distancia. Para ello, *Omicron* desarrolló la posibilidad de crear un archivo (RIO) en el cual se encuentran los ajustes de las protecciones.

Mediante la creación de los archivos RIO para los diferentes modelos de relés de protección que se utilizan en Endesa - Aragón, se puede representar la zona de actuación y observar la zona en la cual se encuentra la falta. Según el modelo del relé, cada fichero RIO es diferente.

Se propone como un trabajo futuro la creación de las plantillas RIO para los diferentes modelos de relés así como un enlace entre estas plantillas y la base de datos de ajustes para crear automáticamente el fichero RIO con los ajustes incluidos para una posición afectada en un incidente.

Otra propuesta de trabajo futuro es la creación de procedimiento para el cálculo de las distancias de las faltas, así como el valor de la impedancia de la falta. Con el conocimiento de estos valores agiliza la búsqueda de las anomalías en las líneas eléctricas.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Faltas serie o faltas en paralelo	6
Figura 2.2 Cortocircuito trifásico	6
Figura 2.3. Cortocircuito bifásico con conexión a tierra	6
Figura 2.4. Cortocircuito bifásico sin conexión a tierra	7
Figura 2.5. Cortocircuito monofásico a tierra.....	7
Figura 3.1. Esquema de un sistema dividido en zonas de protecciones primarias	10
Figura 3.2. Esquema del sistema de protección de una posición de línea.....	11
Figura 4.1. Esquema de proceso de análisis de incidentes.....	18
Figura 4.2. Relatorio de incidentes en Alta Tensión del Centro de Control	19
Figura 4.3. Esquema general de un telecontrol.....	22
Figura 4.4. Datalink PI para Microsoft Office	23
Figura 4.5. Programa Processbook para consulta de medidas	24
Figura 4.6. Conexión con remota de subestación mediante DrSam.....	25
Figura 4.7. Sistema de gestión de protecciones de ZIV	26
Figura 4.8. Base de datos de los ajustes de protecciones de la Red.....	27
Figura 4.9. Ejemplo de eventos registrados por el relé de protección DMS3L1 de General Electric.....	28
Figura 5.1. Pestaña principal de la plantilla de datos de PI.....	30
Figura 5.2. Pestaña de medida de intensidad la plantilla de datos de PI.....	30
Figura 5.3. Pestaña de Resumen dentro de la Base de Datos de Históricos incidentes.....	31

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 2.1. Valores de las componentes simétricas según el cortocircuito</i>	<i>8</i>
<i>Tabla 3.1. Codificación funciones de protección</i>	<i>14</i>
<i>Tabla 3.2. Criterios normalizados de sistemas de protección de Endesa-Aragón</i>	<i>16</i>

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Paulino Montané. *Protecciones en las instalaciones eléctricas*. Marcombo. 1992.
- [2] I. J. Ramírez, J. A. Martínez, J. A. Fuentes, E. García, L. A. Fernández, P. J. Zorzano. *Problemas resueltos de sistemas de energía eléctrica*. Thomson. 2007.
- [3] Westinghouse Electric Corporation. *Applied Protective Relaying*
- [4] Antonio Gomez Expósito. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. McGraw Hill. 2002.
- [5] Iberdrola. *Curso básico protecciones de los sistemas eléctricos potencia*.
- [6] *Detección de corriente de inrush por la protección T60*, estudio realizado por CIRCE y ERZ-ENDESA
- [7] *Protecciones Eléctricas en Distribución Fase I: Protecciones LMT – Transformadores*, estudio realizado por Endesa.
- [8] Ernesto Vázquez Martínez, José A. Pérez Rodríguez. *Aplicación de RNA en la identificación de corrientes inrush en transformadores*. Ingenierías, Julio – Septiembre 2003, UANL.
- [9] Diego López Ubieto. *Redes eléctricas de neutro aislado y particularidades de la red en media tensión de Endesa – Aragón*. Proyecto Fin de Carrera. Departamento de ingeniería eléctrica. Universidad de Zaragoza. 2010.
- [10] Areva. *MICOM P14X – Feeder Management Relay. Technical Manual*. 2006
- [11] ABB. *Technical reference manual – Line distance protection IED RED 670*. 2007.
- [12] ABB. *Technical reference manual – Transformer protection IED RET 670*. 2007.
- [13] ABB. *Protección numérica de barras REB 500*. 2000
- [14] ABB. *Application manual – Line differential protection terminal REL 551*. 2001.
- [15] Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. *SEL 421 Relay – Protection and Automation System*. 2009.
- [16] Schneider Electric. *Manual Sepam serie 80*. 2004.
- [17] Red Eléctrica de España. *Criterios generales de protección de los sistemas eléctricos insulares y peninsulares*. 2005.
- [18] General Electric. *DTP - B. Protección digital de transformador*. 2005.

- [19] ZIV. IRV - *Terminal integrado de protección, control y medida. Manual de instrucciones*. 2011.
- [20] Rubén García Ariño. *Análisis y mejora de procedimientos aplicados en el área de protecciones y ajustes de una compañía distribuidora*. Proyecto Fin de Carrera. Departamento Ingeniería Eléctrica. Universidad de Zaragoza. Marzo 2010.
- [21] Endesa-Circe. *Criterios ajustes para la protección de sistemas de Alta Tensión*. 2007
- [22] ALSTOM, *Protective Relays. Application Guide*. Balding + Nausell, plc. 1987
- [23] M. P. Comech, M. A. García, M. García, J. Sallán. *Tecnología Eléctrica*. Universidad de Zaragoza. 2007
- [24] www.ree.es.
- [25] <http://www.uclm.es/area/gsee/aie/censublin/subestaciones.pdf>
- [26] Repuestos ISODEL, *Manual Isodel HPF300 Rev00*. 2008
- [27] MESA. *Manual aparamenta Mesa*. 2009
- [28] Electrotécnica Artech Hnos. *Manual Transformadores de medida*
- [29] Omicrom. *Transview, User Manual Version 4.3*. Omicrom Electronics 2006

